

ANALISIS TEKANAN TRANSIEN DAN DELIBERABILITAS GAS UNTUK PENENTUAN CADANGAN GAS DI TEMPAT PADA RESERVOIR TERTUTUP

Hari K. Oetomo¹, Reka Maharani¹

¹Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti,
Gedung D, Kampus A, Jl. Kyai Tapa no.1, Jakarta, Indonesia.
Email of Corresponding Author : hari.oetomo@trisakti.ac.id

ABSTRAK

Uji tekanan transien sumur adalah sarana untuk mendapatkan informasi tentang deskripsi dan perilaku aliran suatu reservoir. Sumur eksplorasi gas diuji dengan lima set uji deliverabilitas gas, dan diakhiri oleh penutupan sumur untuk uji *pressure build-up*. Dalam analisis uji *pressure build-up* digunakan metode *pseudo pressure* untuk analisis *pressure derivative type curve*. Hasilnya menunjukkan bahwa permeabilitas reservoir sangat tinggi yaitu 1.7 Darcy. Analisis ini juga menunjukkan bahwa reservoir memiliki empat batas yang berjarak 4627 kaki, 423 kaki, 2859 kaki, dan 55 kaki dari sumur. Batas reservoir ini dapat digunakan untuk menghitung cadangan gas di tempat. Sementara itu data uji deliverabilitas gas dapat digunakan untuk menghitung cadangan gas di tempat dengan menggunakan metode Gp versus P/Z. Peta geologi pada lapangan ini juga dapat digunakan untuk menghitung cadangan gas di tempat. Dari ketiga metode ini, besarnya cadangan gas di tempat adalah antara 726 MMSCFD hingga 899 MMSCFD.

Kata kunci: pressure build up; pressure derivative type curve; uji tekanan transien, uji deliverabilitas gas.

PENDAHULUAN

Uji tekanan transien sumur adalah suatu keharusan untuk sumur yang mengalir, terutama pada tahap awal pengembangan lapangan. Sumur eksplorasi gas telah diuji untuk mengetahui potensinya, terlebih lagi potensi reservoirnya. Pengujian terdiri dari 5 set uji gas deliverabilitas, yang diakhiri oleh uji *pressure build-up*.

Analisis pertama yang dilakukan adalah analisis uji *pressure build-up*. Uji tekanan transien sumur tidak hanya mampu mengenali perilaku aliran reservoir [1, 2], tetapi juga untuk mengetahui luas reservoir; atau cadangan gas di tempat, karena hasil analisis menunjukkan bahwa reservoir adalah reservoir tertutup.

Analisis uji berikutnya adalah uji *modified isochronal*. Data uji deliverability gas sumur ini dapat digunakan untuk menghitung cadangan gas di tempat dengan menggunakan metode *material balance* Gp versus P/Z [3,4]; dari produksi kumulatif selama uji sumur dan tekanan penutupan sumur pada setiap laju alir.

Selanjutnya, cadangan gas di tempat juga dapat dihitung menggunakan perhitungan volumetrik sederhana dari peta kontur geologi [5, 6, 7].

METODOLOGI

Dalam melakukan evaluasi uji *pressure build-up* dan karena sumurnya adalah sumur gas, maka *pseudo pressure* digunakan dalam perhitungan *pressure drop* dan *pressure derivative* untuk evaluasi *type curve matching*. *Pseudo pressure* ini digunakan untuk analisis *pressure derivative*, karena *pseudo pressure* dapat digunakan untuk semua nilai tekanan, tanpa pembatasan [8]. Hasil analisa *type curve* memberikan gambaran reservoir; khususnya batas-batas reservoir; yang kemudian akan dikonfirmasi dengan perhitungan volumetrik dari Gp versus P/Z, dan perhitungan volumetrik dari peta.

Data untuk perhitungan volumetrik dari Gp versus P/Z didapat dari data laju alir uji *modified isochronal*; dan tekanan pada saat penutupan setelah masing-masing laju alir [9, 10]. Tekanan ini diasumsikan sebagai tekanan

reservoir, sedangkan kumulatif produksi dihitung dari laju alir.

Untuk perhitungan volumetrik dengan menggunakan peta digunakan peta kontur kedalaman.

HASIL DAN DISKUSI

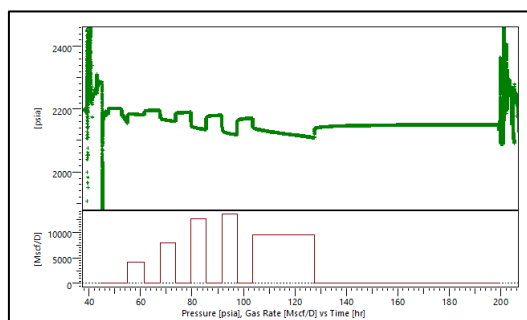
Tabel 1 di bawah ini adalah data-data utama untuk sumur dan reservoir yang diselidiki:

Tabel 1. Data Sumur and Reservoir

Parameter	Nilai	Satuan
Temperatur Reservoir	186.60	°F
Radius Sumur	0.4	feet
Porositas	0.26	-
Ketebelan Lapisan	10	feet
Total Kompresibilitas	0.00045	1/psi
Spesifik Gravity Gas	0.749	-
Viskositas Gas	0.01781	cp

Reservoir ini memiliki nilai temperatur dan porositas yang cukup baik. Ketebalannya cukup kecil yaitu 10 kaki, dengan penyelesaian sumur menggunakan *casing liner* 5 inci, yang cukup kecil pula.

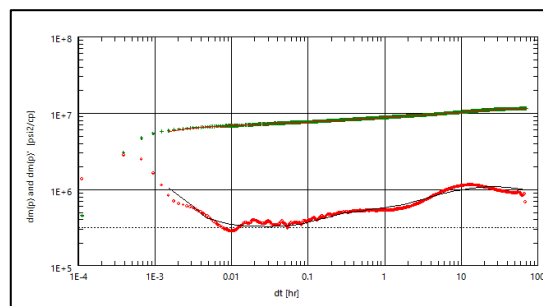
Data yang didapat selama pengujian sumur digambarkan pada Gambar 1. Bagian atas adalah data tekanan yang terekam selama pengujian sumur, dan grafik yang di bawahnya adalah laju alir yang tercatat selama pengujian sumur. Ada 5 set laju alir dan penutupan sumur untuk uji gas deliveribilitas, dan satu uji *pressure build-up*. Durasi laju alir uji deliveribilitas gas adalah 6 jam yang kemudian diikuti dengan penutupan sumur selama 6 jam, kemudian diikuti oleh laju alir dengan durasi yang lebih lama selama 24 jam, dan diakhiri dengan penutupan sumur yang cukup lama selama 70 jam.



Gambar 1. Data Tekanan and Laju Alir.

1.1. Pressure Derivative Type Curve.

Analisis *pressure derivative type curve* dilakukan dengan menggunakan *pseudo pressure*, dan Gambar 2 berikut ini adalah grafik *type curve matching* antara data uji sumur dan kurva *type curve*. Data *pressure derivative* sumur sangat cocok dengan *type curve* untuk model reservoir homogen, sumur vertical, dan reservoir dengan bentuk persegi panjang. *Early time region* berakhir pada saat Dt_e pada sumbu x sedikit lebih cepat dari 0,01 jam. *Middle time region* berakhir setelah sekitar Dt_e 0,04 jam, Ketika dimulainya *late time region*. Permeabilitas dihitung didalam *middle time region* ini [7, 8].



Gambar 2. Type Curve Matching.

Di daerah *late time region*, empat batas ditemukan dengan jarak berkisar 55 kaki hingga 4627 kaki dari lubang sumur. Dari *type curve matching*, hasil detail uji peningkatan tekanan digambarkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Analisis Uji *Pressure Build-Up*.

Parameter	Nilai	Satuan
Model Sumur	Vertikal	-
Model Reservoir	Homogen	-
Model Batas Reservoir	Segi Empat	-
Tekanan Awal Reservoir	2166	Psia
Permeabilitas	1740	mD
<i>Skin</i>	8.85	-
Batas Pertama	4627	feet
Batas Kedua	423	feet
Batas Ketiga	2859	feet
Batas Keempat	55	feet
Radius Investigasi	4740	feet

Keempat batas reservoir diperoleh dari analisis *pressure derivative type curve*, adalah batas yang tanpa aliran atau *no flow boundary*; artinya reservoirnya adalah reservoir dengan

sistem batas tertutup atau *closed reservoir boundary*. Sementara itu, jika dilihat dari radius investigasi pengujian yang didapat, jangkauannya lebih jauh dari batas reservoir yang paling jauh; artinya uji sumur ini mencakup keseluruhan sistem reservoir yang tertutup.

Cadangan gas awal yang dihitung di berdasarkan keempat batas reservoir ini adalah 899 MMSCF. Asumsi yang digunakan untuk menghitung cadangan gas awal adalah reservoir berbentuk kubus, dengan panjang 7486 kaki, lebar 478 kaki, dan tinggi 10 kaki. Nilai original gas in place dari metode ini cenderung memiliki nilai tinggi karena asumsi reservoir yang berbentuk kubus.

1.2. Perhitungan Volumetric Gp versus P/Z.

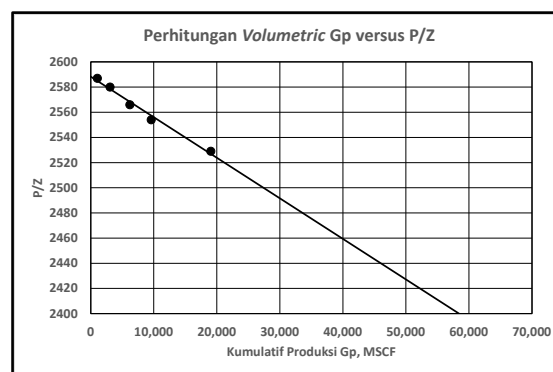
Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa permeabilitas reservoir sangat tinggi yaitu 1,7 Darcy. Dengan memiliki permeabilitas yang tinggi ini, diharapkan selama uji gas deliveribilitas, tekanan pada saat sumur ditutup sesudah tiap laju alir, tekanan penutupan sumur ini mencapai tekanan reservoir. Jadi, selama uji *modified isochronal*, data laju alir data data uji gas deliveribilitas lainnya aliran diringkas seperti yang disampaikan pada Tabel. 3. Sumur dialirkan selama kurang lebih 6 jam dan ditutup selama kurang lebih 6 jam, dan diulang sebanyak 4 kali; kemudian durasi laju alir diperpanjang menjadi 24 jam sebelum sumur ditutup selama 70 jam untuk uji *pressure build up*.

Tekanan reservoir dari analisis *pressure build-up* adalah 2166 Psia, tekanan ini lebih rendah dari empat tekanan penutupan sumur pada saat uji gas deliveribilitas. Hal ini disebabkan tekanan reservoir turun setiap kali sumur diproduksi hingga mencapai kumulatif produksi sebesar 9,6 MMSCF sebelum pembukaan sumur untuk durasi 24 jam; hal ini juga menunjukkan bahwa reservoir tersebut sangat terbatas atau reservoirnya tertutup.

Tabel 3. Data Uji Gas Deliveribilitas

Aliran	Durasi, jam	Q, MSCFD	Gp, MSCF	Tekanan Tutup Sumur, Psia	Z	P/Z
1	6	4,220	1,055	2196	0.84876	2587
2	6	7,950	3,053	2190	0.84890	2580
3	6	12,500	6,199	2180	0.84957	2566
4	6	13,510	9,590	2170	0.84996	2554
5	24	9,460	19,050	2150	0.84996	2529

Dari Tabel 3, dengan menggunakan produksi kumulatif gas Gp dan P/Z, metode *material balance* untuk *volumetric reservoir* dapat dibuat seperti yang digambarkan pada Gambar 3. Skala sumbu y tidak dimulai dari nol untuk membesarkan skala, namun jika garis diekstrapolasi ke P/Z sama dengan nol, maka garis tersebut akan mencapai sumbu X bernilai 803.



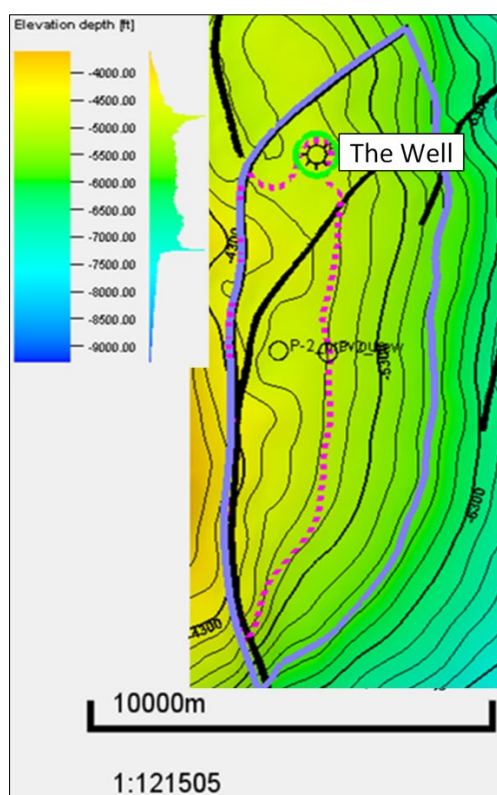
Gambar 3. Perhitungan *Volumetric Gp* versus P/Z.

Cadangan gas di tempat dengan menggunakan metode *material balance* untuk *volumetric reservoir* memberikan nilai sebesar 803 MMSCF. Tekanan tutup sumur yang digunakan adalah data tekanan terakhir sebelum laju alir berikutnya pada uji gas deliverabilitas. Tekanan ini bisa jadi bukan tekanan reservoir sesudah masing-masing laju alir, oleh karena itu jika setiap waktu penutupan sumur sesudah masing-masing laju alir dievaluasi, maka tekanan reservoir harus menjadi salah satu hasilnya. Tekanan reservoir ini sudah sewajarnya lebih tinggi dari tekanan penutupan sumur terakhir. Dengan demikian, penggunaan tekanan reservoir untuk masing-masing laju, akan meningkatkan nilai P/Z, yang kemudian juga akan perhitungan cadangan gas di tempat akan lebih tinggi.

1.3. Perhitungan Volumetric Menggunakan Map.

Gambar 4 adalah peta struktur kedalaman reservoir atau peta struktur. Panjang reservoir sekitar 1,5 km dan lebar 400 meter. Kedalaman reservoir sekitar 6000 kaki di bawah laut. Warna ungu yang mengelilingi reservoir adalah asumsi yang digunakan untuk luasan reservoir. Asumsi luasan reservoir ini sangat kasar, karena tidak adanya data tambahan yang tersedia bagi penulis; data tambahan yang penting adalah data log, sedangkan data lainnya adalah luasan reservoir, diagram penampang reservoir, dan lain sebagainya. Dengan mengetahui luas masing-masing kontur kedalaman, *bulk volume* reservoir dapat dihitung, sehingga cadangan gas di tempat dapat diketahui.

Cadangan gas di tempat *volumetric calculation* dapat dihitung dengan menggunakan porositas, saturasi, dan *gas formation volume factor*. Perhitungan cadangan gas di tempat adalah 746 MMSCF.



Gambar 4. Peta Kontur

KESIMPULAN DAN SARAN

Tabel 4 adalah ringkasan hasil penelitian.

Tabel 4. Ringkasan Hasil

Metode	Cadangan Gas di Tempat, MMSCF	Asumsi	Keterangan
<i>Pressure Derivative Type Curve</i>	899	Bentuk Kubus	High number
Perhitungan <i>Volumetric Gp</i> versus <i>P/Z</i>	803	Tekanan Tutup Sumur	Low number
Perhitungan <i>Volumetric</i> dari Peta	746	Luasan Reservoir	-

Dari tiga metode yang digunakan dalam evaluasi ini, nilai cadangan gas di tempat dekat antar metode satu dan lainnya. *Pressure derivative type curve* untuk sumur ini mengidentifikasi keberadaan sistem tertutup reservoir.

Disarankan untuk segera memproduksi sumur tanpa fasilitas permukaan tambahan dengan hanya *tie-in* pada fasilitas gas yang ada, karena cadangan gas yang sangat terbatas. Permeabilitas yang sangat tinggi dan tekanan di atas 2000 Psia, akan banyak membantu untuk mendapatkan cadangan gas yang dapat diambil yang tinggi. Permeabilitas yang tinggi akan menjadi faktor penting juga untuk mencari reservoir yang sama di sekitarnya dengan cadangan yang lebih besar.

Juga disarankan untuk mengevaluasi lebih lanjut setiap penutupan sumur setelah setiap laju alir pada uji deliverabilitas gas; untuk mendapatkan tekanan reservoir yang lebih baik untuk setiap aliran.

Data tambahan dari geologi dan geofisika juga diperlukan. Data ini akan membantu untuk mengkonfirmasi luasan reservoir, dan juga untuk mengkonfirmasi lebih lanjut batas-batas yang dihasilkan metode *pressure derivative type curve*.

REFERENSI

- [1] Oetomo H K, Sitaresmi R, and Laksana D P 2019 *Flow Description of Gas Well in Basement Granite Reservoir* (4th Annual Applied Science and

- Engineering Conference: IOP Publishing).
- [2] Laksana D P, Sitaresmi R, Oetomo H K, Puspianoro A 2019 *Case Study Well Test Analysis on Gas Well in Basement Granite Reservoir of South Sumatera* (SPE-196462-MS)
- [3] Tapangan FX K P, Said L, Fattahanisa A 2021 *Penggunaan Metode Material Balance dalam Penentuan Isi Awal Gas di Tempat pada Reservoir ZX* (Jurnal Petro vol **X no. 1**: Universitas Trisakti)
- [4] Obielum I O, Giegbefumwen P U, and Ogbeide P O 2015 *A P/Z Plot for Estimating Original Gas in Place in a Geo-Pressured Gas Reservoir by the Use of a Modified Material Balance Equation* (SPE-178354-MS)
- [5] Farhan R 2019 *Penentuan Parameter-Parameter Untuk Menentukan Isi Awal Minyak Ditempat Secara Volumetrik Pada Reservoir X* (Teknik Perminyakan – Universitas Trisakti)
- [6] Ma Y Z (2018) *An Accurate Parametric Method for Assesing Hydrocarbon Volumetrics: Revisiting the Volumetric Equation* (SPE Journal)
- [7] Ahmed T 2010 *Reservoir Engineering Handbook* (Gulf Professional Publishing: Elsevier)
- [8] Ahmed T and McKinney P D 2005 *Advanced Reservoir Engineering* (Gulf Professional Publishing: Elsevier)
- [9] Fachrizal H, Ridaliani O, and Halim A 2018 *Aplikasi Uji Pressure Transient dan Deliverability untuk Prediksi Plateau Time Sumur VII-1* (Seminar Nasional Cendekiawan ke 4 - Universitas Trisakti)
- [10] Kabir CS 2006 *What is the Real Measure of Gas Well Deliverability Potential?* (SPE Reservoir Evaluation and Engineering)